

概 要

本概要旨在向閣下提供本文件所載資料的概覽。由於此乃僅屬概要，故並無載列對閣下而言可能屬重要的所有資料。閣下在決定投資於[編纂]前務須閱讀整份文件。任何投資均存在風險。有關投資[編纂]的若干特定風險載於本文件「風險因素」一節。閣下在決定投資[編纂]前務須細閱該節。

概況

本公司總部位於加拿大阿爾伯塔，主要從事天然氣及原油的勘探與生產，其中天然氣為公司的重點業務。本公司於二零零五年三月開始運作，長期目標為建立一間成功的加拿大天然氣及原油勘探、開發及生產公司。我們於二零零七年一月在加西盆地 Alberta Foothills 地區獲得第一塊達 6,400 淨英畝土地，並於二零零八年十二月在該區的首口深井鑽探及商業生產富液化天然氣。自此，本公司油氣生產率內生增長，並達至二零一六年首九個月平均產量約 3,363 桶油當量／日。二零一六年的退出產量為 4,500 桶油當量／日。於最後實際可行日期，公司在加西盆地持有土地 114,528 淨英畝，在這些土地上儲備的井位可供公司多年鑽探。

本公司長期業務策略為透過繼續發掘及開發其三個核心勘探及生產區域的天然氣及石油資產基地來提高我們的儲量、產量及現金流，以提升股東價值。

主要資產

本公司主要資產及營運集中在加拿大西部三個核心區域：(1) Alberta Foothills 的富液化天然氣礦產；(2) Deep Basin Devonian 的天然氣礦產；及(3) Peace River 的輕質原油礦產。

Alberta Foothills

於最後實際可行日期，Alberta Foothills 資產包括覆蓋 67,008 淨英畝之油氣礦產權土地。於 Basing 有五個富液化天然氣生產井，於二零一六年首九個月的平均生產率為約每日 20.0 百萬立方英尺天然氣及約每日 184 桶凝析油及天然氣凝液，而由於經濟限制的考慮，另一個生產井則已經自願暫時關閉。於二零一六年九月三十日，總證實儲量、證實加概算儲量及證實加概算加可能儲量估計分別為 12,030 千桶油當量、17,567 千桶油當量及 22,427 千桶油當量。GLJ 估計有 71 個針對於 Spirit River 組的 Wilrich 及 Mountain Park 構造的多區堆積砂岩油氣層的潛在鑽探位置。除 Stolberg 合營企業及 Viking 合營企業外，本公司擁有覆蓋 Alberta Foothills 地區的油氣牌照及礦權的 100% 工作權益。

概 要

我們的三個核心增長區域



Deep Basin Devonian

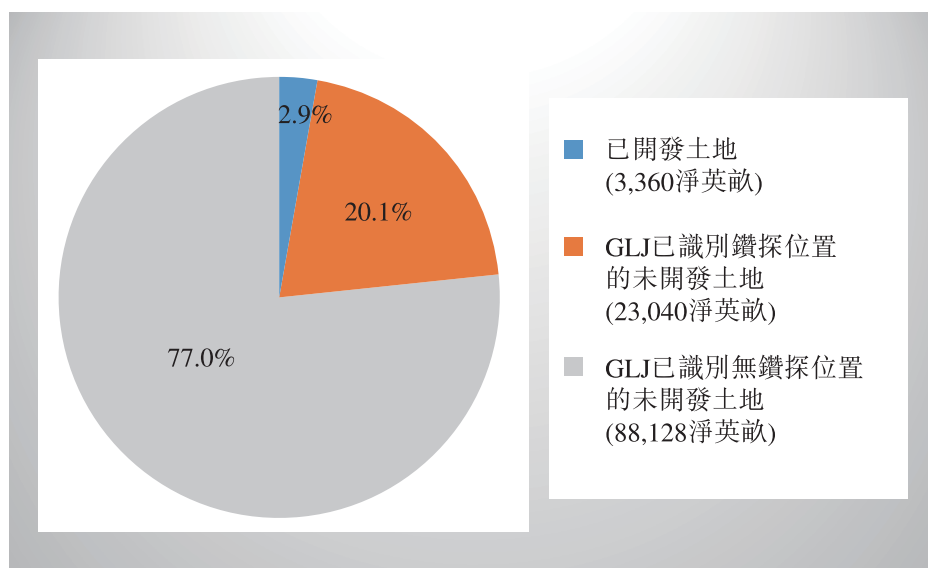
Deep Basin Devonian天然氣資產包括於一個稱為Hanlan-Peco的區域約44,320淨英畝並擁有油氣礦產權之土地。雖然GLJ尚未向Hanlan-Peco分配任何儲量或資源，且該地區尚未發展，但根據地震數據詮釋及自鄰近生產井所匯集的資料，我們的管理層團隊已識別出兩個天然氣目標。我們擁有我們在該區域的油氣牌照及礦權的100%工作權益。

Peace River

於最後實際可行日期，Peace River輕質原油資產包括約3,200淨英畝並擁有油氣礦產權之土地，而於Dawson有一個輕質原油生產井，其於截至二零一六年九月三十日的生產率為每日126桶石油。由於經濟限制的考慮，故另一個生產井已自願暫時閉井。於二零一六年九月三十日，總證實儲量、證實加概算儲量及證實加概算加可能儲量估計分別約為69,000桶石油、99,000桶石油及135,000桶石油。GLJ估計有6個透過三維地震數據識別出的鑽探位置擁有最佳估計風險前總遠景可採資源量約899千桶石油。

概 要

我們於最後實際可行日期的土地構成



下表概述本公司於最後實際可行日期所持土地淨英畝及鑽探位置。

	於最後實際 可行日期
本公司所持土地	
總土地英畝	約 116,320
總土地淨英畝	約 114,528
開發土地淨英畝	約 3,360
未開發土地淨英畝	約 111,168
平均工作權益	約 98.5%
未開發土地百分比	約 97.1%
估計鑽探位置	
分配為證實儲量的鑽探位置	4
分配為僅為概算及可能儲量的鑽探位置	1
分配為潛在資源量的鑽探位置	8
分配為遠景可採資源量的鑽探位置	64
總鑽探位置	77

概 要

下表顯示我們於最後實際可行日期基於GLJ於二零一六年十月一日生效的價格預測的儲量及資源數據：

儲量數據	總計		生產井			鑽探位置			稅後淨現值10%*
	總值	淨值	生產井數目	總值	淨值	鑽探位置盤點數目***	總值	淨值	
證實(1P)	12,099	10,294	7	5,333	4,419	4	6,766	5,875	87.4
證實+概算(2P)**	17,666	14,680	7	7,444	6,073	5	10,222	8,607	119.4
證實+概算+可能儲量(3P)**	22,562	18,430	7	9,581	7,727	5	12,981	10,703	
潛在資源量									
(風險前最佳估計)	10,396	9,061				8	10,396	9,061	
遠景可採資源量**									
(風險前最佳估計)	67,526****	58,486****				64****	67,526****	58,486****	

* 此指未來淨收益，加上成本回收及減去已作出的增值稅、皇家礦產稅、未來資金成本及營運開支。未來淨收益指已扣除所得稅後及已按年利率10%折現(顯示以表示時間對金錢價值的影響)，以釐定其淨現值。於本文件所示的未來淨收益不應構成本公司物業的公平市值。於釐定稅後淨現值10%時以兩種方式將預期資金入賬。第一種為將資金包括在開支之內，並會每年折現及因應降低淨現金流量。第二種為開發資金增加本公司的相應稅項備用額。由於此等稅項備用額可減少適用稅項的應課稅收入金額，因此對本公司有利。有關釐定未來淨收益及稅後淨現值10%時所用的基準及假設的進一步資料，請見本文件附錄四合資格人士報告第IV-71頁。有關與淨現值有關的風險，請見本文件中「風險因素—本文件所呈列的儲量及資源數據、數量及現值計算均僅為估計，而實際結果可能有所不同」一節。

** 於最後實際可行日期，GLJ估計本公司持有總證實儲量12,099千桶油當量(其中約5.4%為原油、凝析油及其他天然氣凝液，餘下94.6%為天然氣)，總證實加可能儲量為17,666千桶油當量(其中約5.4%為原油、凝析油及其他天然氣凝液，餘下94.6%為天然氣)，總證實加概算加可能儲量為22,562千桶油當量(其中約5.4%為原油、凝析油及其他天然氣凝液，餘下94.6%為天然氣)，最佳估計風險前總潛在資源量為10,396千桶油當量(其中約4.9%為凝析油及其他天然氣凝液，餘下95.1%為天然氣)，而最佳估計風險前總遠景可採資源量為67,526千桶油當量(其中約7.0%為原油、凝析油及其他天然氣凝液，餘下93.0%為天然氣)。有關更多資料，請參閱載於本文件附錄四之合資格人士報告。

*** 於最後實際可行日期，本公司合共持有77個鑽探位置。5個鑽探位置已分配至證實、概算及可能(其包括4個分配至證實儲量及僅1個位置分配至概算及可能儲量)。8個鑽探位置已獲分配為潛在資源量。64個鑽探位置已獲分配為遠景可採資源量。

**** 在Dawson的一個礦權(涵蓋已獲GLJ於二零一六年九月三十日分配的4個遠景鑽探位置及總最佳估計風險前遠景可採資源量的599千桶油當量)已於二零一六年十一月到期。由於我們認為上述礦權並無進一步遠景價值，故本公司因上述礦權於截至二零一六年九月三十日止九個月到期而直接撤銷勘探及評估資產100,000加元。因此，該等礦權到期對本公司並無進一步財務影響。

概 要

下表顯示我們於二零一六年九月三十日的礦井編號、生產日期、初始流量、流量及累計生產、儲備年期、礦井狀況及回採方法：

UWID	生產日期	初始流量	於二零一六年 九月三十日 的流量	於二零一六年 九月三十日 的累計生產	於二零一六年 九月三十日 的餘下2P儲量 年期(年) (附註1)	於二零一六年 九月三十日 的礦井狀況	回採 方法
Basing							
100/07-21-047- 19W5/03	二零零八年十二月	每日3.5百萬 立方英尺	每日3.5百萬 立方英尺	125億立方英尺無硫天然 氣及106,625桶凝析油 及天然氣凝液	24.4	開採	鑽探
100/05-29-047- 19W5/00	二零零九年十二月	每日5.2百萬 立方英尺	每日4.1百萬 立方英尺	107億立方英尺天然氣及 91,271桶凝析油及天 然氣凝液	38.5	開採	鑽探
100/10-36-047- 20W5/04	二零一零年十二月	每日7.1百萬 立方英尺	每日0.9百萬 立方英尺	33億立方英尺天然氣及 28,149桶凝析油及天 然氣凝液	20.2	開採	鑽探
100/16-29-047- 19W5/00 (附註2)	二零一二年一月	每日0.6百萬 立方英尺	0	0.2億立方英尺天然氣	不適用	關閉	鑽探
102/08-36-047- 20W5/02	二零一三年十一月	每日6.0百萬 立方英尺	每日8.8百萬 立方英尺	46億立方英尺天然氣及 39,238桶凝析油及天 然氣凝液	16.2	開採	鑽探
103/05-02-048- 20W5/02	二零一四年九月	每日8.1百萬 立方英尺	每日7.4百萬 立方英尺	33億立方英尺天然氣及 28,149桶凝析油及天 然氣凝液	25.5	開採	鑽探
Dawson							
100/16-22-080- 17W5/03 (附註3)	二零一一年四月	每日438桶石油	每日49桶石油	47,250桶輕質原油	11.7	開採	鑽探
100/01-27-080- 17W5/02 (附註4)	二零一一年十月	每日375桶石油	0	34,425桶輕質原油	不適用	關閉	鑽探
100/02-35-080- 17W5/00	二零一二年九月	每日305桶石油	每日77桶石油	119,740桶輕質原油	16.5	開採	鑽探

附註1：儲量年期乃基於GLJ的現時經濟預測，並使用證實加概算儲量。更多資料請參閱本文件附錄四合資格人士報告第IV-134至IV-248頁。

附註2：由於經濟限制考慮，故GLJ並未分配任何儲量至此礦井。

附註3：根據GLJ，此礦井於二零一六年九月以更高的預測未來油氣價格恢復生產，並餘下2P儲量年期。

附註4：根據GLJ，由於恢復此井生產將產生負數累計除稅前現金流，因經濟限制考慮被認為恢復生產為不經濟，故並未分配任何儲量至此礦井。

概 要

主要優勢

我們相信以下優勢將推動我們的增長，使我們從競爭對手中脫穎而出：

- 經濟及優質資源基礎；
- 公司大面積土地蘊含的資源規模；
- 資源位置及市場進入；
- 持有獨家經營控制及土地擁有權；及
- 管理層及技術團隊具備豐富經驗，行內往績彪炳。

競爭形勢

根據行業顧問，阿爾伯塔含有加拿大最大的油氣儲量之一。該省為涉及開採及加工油氣資源的公司提供大量機會，且加拿大油氣界別的領導公司於阿爾伯塔有強大地位。

根據行業顧問的分類，本公司(每季平均生產每日500桶油當量至每日10,000桶油當量)可分類為小型油氣公司。就小型油氣公司而言，注重成本及效益(特別是於油氣價格低企期間)尤為重要。盡量減低開採資源的經營成本乃屬必要。

可取用優質常規資源及生產成本低的小型或中型天然氣生產商(如本公司)可能有能力與大型生產商競爭，並保持盈利能力。

油氣行業為週期性行業，遵從盛衰循環。較疲弱的油氣價格推動生產商須有效經營及削減生產成本，以渡過售價偏低的時期。由於毋須就開採天然氣使用特別設備或技術，以常規來源生產天然氣較非常規來源便宜。

截至二零一六年九月三十日止九個月，本公司的生產組合為98.2%天然氣(包括天然氣凝液及凝析油)及1.8%輕質原油。預期以優質資產生產較多天然氣的公司(如本公司)將擁有開採每桶油當量生產成本較低的競爭優勢。

概 要

油氣牌照及礦權

於最後實際可行日期，本公司曾為加拿大阿爾伯塔62個油氣牌照及礦權之註冊持牌人或承租人，其中36個油氣牌照及8個礦權與Alberta Foothills有關，而17個礦權則與Peace River有關及4個油氣牌照與Deep Basin Devonian有關。

我們的油氣牌照初步年期為4年或5年，視乎土地所在的地區而定。相關油氣牌照所涵蓋的區域的井口一經鑽探，我們可使油氣牌照另外生效中期年期5年。我們礦權的初始年期為5年。當油氣牌照或礦權達致其初始年期結束時，倘我們可顯示與油氣牌照或礦權相關的土地可生產天然氣及／或原油，則本公司可重續有關油氣牌照或礦權。

下表顯示本公司現有井口、經GLJ分配的鑽探位置及未開發土地將分別於二零一七年、二零一八年及二零一九年及以後屆滿的油氣牌照及礦權數目。

屆滿年度	現有井口之油氣牌照及礦權		GLJ分配的鑽探位置之油氣牌照及礦權		GLJ未有分配任何鑽探位置的未開發土地之油氣牌照及礦權	
	油氣牌照	礦權	油氣牌照	礦權	油氣牌照	礦權
二零一七年	0	2	1 ¹	2	4 ¹	5
二零一八年	0	0	4 ²	2	3	3
二零一九年及其後 (包括無限年期)	2	1	13 ³	0	13	7
總計	2	3	18	4	20	15

附註：

1. 本公司已遞交申請及獲批准延長本公司於該等土地的租期至二零一七年三月三十一日。該等租賃概無涵蓋我們的三年發展計劃項下的13個鑽探位置當中的任何一個。本公司將須於截至二零一七年三月三十一日止三個月內進行若干勘探及評估活動。
2. 該等油氣牌照中3個牌照涵蓋我們於三年發展計劃項下二零一九年的5個鑽探位置。我們將於到期日前三個月內遞交重續申請組合。我們的加拿大法律顧問向我們告知，我們重續油氣牌照將並無重大法律障礙。
3. 該等油氣牌照中2個牌照涵蓋我們於三年發展計劃項下二零一七年及二零一八年的5個鑽探位置以及二零一九年的3個鑽探位置，其具有無限年期，直至相關井口不再具有生產力為止。有關涵蓋我們於二零一七年、二零一八年及二零一九年合共8個鑽探位置的上述2項油氣牌照的無限年期已初步於二零一七年一月十一日屆滿，並獲重續無限屆滿日期。

概 要

有關我們的油氣牌照及礦權的更多資料，請參閱本文件「業務—物業—牌照及許可證」一節。

運輸

Alberta Foothills及Deep Basin Devonian均位於NGTL系統的服務地區。NGTL系統由位於阿爾伯塔及英屬哥倫比亞東北地區超過32,000公里的天然氣管道、附設之壓縮器及其他設施組成。由於NGTL系統的管道及其他設施持續進行保養及維修，NGTL系統可能有中斷計劃。該等中斷計劃並無對我們的營運及財務狀況造成重大不利影響。於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們並無就天然氣、原油、天然氣凝液及凝析油經歷任何其他運輸能力短缺情況。

我們的策略

本公司將透過實行以下策略維持其競爭力及增長，並提升股東價值：

- 透過增加營運效率、有效井位部署及油氣田開發提高我們天然氣及石油資產的價值；
- 透過鑽探及發展我們未開發土地使儲量升級；
- 改善我們的鑽探及完井技術；
- 尋求帶有顯著升值的潛在收購機會；及
- 勘探鑽探以發現新油氣儲備。

我們的產品

於往績記錄期間及於最後實際可行日期，我們所出售的主要產品為：(i)天然氣；(ii)原油；(iii)天然氣凝液；及(iv)凝析油。我們的產品並無產品使用周期，亦不受限於季節性。於往績記錄期間，產品組合並無重大變動。有關我們的產品的更多詳情，請參閱本文件「業務—我們的產品」一節。

天然氣及原油需求及價格對我們營運之影響

我們的營運及收益在很大程度上依賴加拿大的天然氣及原油的需求。我們的收益及經營業績主要依賴不穩定及可能出現波動的油氣現行價格。天然氣價格主要受北美洲內的因素所影響，其中包括北美洲的供求、經濟表現及天氣狀況。原油價格主要乃由數項因素帶動，當中包括石油輸出國組織的供應及石油輸出國組織以外的

概 要

供應、全球原油需求及原油存貨。另外，原油價格亦受到多項地緣政治及經濟事件影響。此外，生產銷路依賴收集系統可用性、產能及目的地、管道及其他運輸基礎建設、聯邦及省份基礎建設項目的批准及法規、聯邦及省份法規對有關生產的影響及整體經濟狀況。所有該等因素均並非我們所能控制。整體經濟及市場狀況的不利變動亦可能對油氣需求、生產成本、融資工作結果、利率波動、市場競爭、勞工市場供應、資本支出的時間及程度或信貸風險及對手方風險造成負面影響。

油氣價格下降可能改變自部分礦井生產的經濟狀況，造成本公司生產量減少。鑒於經濟限制考慮，本公司於二零一五年暫時關閉兩個生產中的油井。所有該等因素均可能導致我們的淨生產收益、現金流量及盈利能力大幅下降，並對我們的營運、財務狀況及儲量數量造成重大不利影響。

由於世界經濟的目前狀態，油氣價格預期將於不久將來因該等商品的供求之市場不確定因素而持續波動。油氣價格波動導致難以估計收購的生產礦產價值，並由於買方及賣方難以協定有關價值，故往往造成油氣生產礦產市場中斷。價格波動亦使就收購以及開發及勘探項目的回報作出財務預算及預測變得困難。

下表載列我們的天然氣及原油的平均市價及平均售價以及我們於往績記錄期間的天然氣的平均已變現價格及遠期售價。

	截至十二月三十一日止年度			截至 九月三十日 止九個月
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
天然氣				
平均市價(每千立方英尺加元)	3.23	4.57	2.74	2.01
平均已變現價格(每千立方英尺加元)	3.53	5.02	2.43	1.70
平均遠期售價(每千立方英尺加元)	3.73	4.07	3.95	3.10
平均售價(每千立方英尺加元)	3.62	4.70	3.61	2.45
原油				
平均市價(每桶加元)	100.88	102.71	62.29	41.34
平均售價(每桶加元)	91.92	93.50	49.09	47.14

有關天然氣及原油需求及價格對我們營運影響的更多詳情，請參閱本文件第201至203頁「財務資料—影響我們經營業績的重大因素—加拿大天然氣及原油需求及價格」一節。

概 要

我們的三年發展計劃

本公司已訂立三年發展計劃，在此期間將鑽探於Alberta Foothills的Basing的合共13個鑽探位置（其中3個鑽探位置、2個鑽探位置及8個鑽探位置分別計劃於二零一七年、二零一八年及二零一九年進行鑽探）。此13個鑽探位置代表GLJ所分配的證實加概算儲量及最佳估計潛在資源量之100%。

為方便參考，下表概述我們的三年發展計劃的主要資料：

			二零一七年	二零一八年	二零一九年	總計
予鑽探的礦井數目			3	2	8	13
工作流程			於第一季 鑽探採用兩部 鑽機，緊接 完成及於 第二季之連接	於第一季 鑽探採用一部 鑽機，緊接 完成及於 第一季之連接	於第二季 鑽探採用四部 鑽機，緊接 完成及於 第三季之連接	
			(2P)	(2P)	(2P)	二零一九年 (最佳估計風 險前潛在)
按產量之生產預測	Alberta Foothills	天然氣(千立方英尺/日)	35,276	37,464	30,884	13,635
		液體(天然氣凝液/凝析油)(桶石油/日)	301	319	263	116
	Peace River	輕質石油(桶石油/日)	65	49	37	
		總生產(桶油當量/日)	6,245	6,612	5,448	2,389
平均付款期(年)			1.0	1.4	2.5	
平均2P儲量/ 資源年期(年)			37.5	35.3	30.5	

概 要

生產預測

本公司有意增加我們現有的生產，由二零一六年首九個月平均生產約每日3,363桶油當量提高至於二零一九年根據證實加概算資源之約每日5,448桶油當量及根據最佳估計風險前潛在資源量之約每日2,389桶油當量。下表概述本公司於截至二零一三年、二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止年度之實際產量，以及自二零一七年至二零一九年之預測產量：

**本公司於截至二零一三年、二零一四年、二零一五年及二零一六年
十二月三十一日止年度期間之實際產量
以及自二零一七年至二零一九年之預測產量***

		截至								
		截至十二月三十一日止年度			九月三十日止			二零一九年		
		二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年	二零一六年	二零一七年	二零一八年	二零一九年	二零一九年
				第四季	(2P)	(2P)	(2P)	(佳估計風險前 潛在)		
Alberta Foothills	天然氣 (千立方英尺/日)	11,515	15,610	10,380	18,917	23,967	35,276	37,464	30,884	13,635
	液體(天然氣凝液/ 凝析油) (桶石油/日)	124	81	85	151	175	301	319	263	116
Peace River	輕質石油 (桶石油/日)	138	102	54	59	76	65	49	37	
總生產(桶油當量/日)		2,181	2,785	1,869	3,363	4,245	6,245	6,612	5,448	2,389

* 釐定上述按產量劃分的生產預測之主要假設乃基於GLJ所採用的主要假設。更多資料請參閱本文件附錄四合資格人士報告之第79至114頁。上述生產預測包括現有生產井。

** 二零一九年的所有新鑽探位置的生產預測乃按合資格人士報告第114頁內所述的最佳估計風險前潛在資源量得出。倘按照最佳估計風險前潛在資源量反映發展機會，則須對生產預測應用80%的因子。

概 要

資本開支

我們預期根據我們的三年發展計劃於二零一七年、二零一八年及二零一九年在 Alberta Foothills 的 Basing 區域的資本開支預算載列於下表：

<u>位置／資本開支</u>	<u>二零一七年</u>	<u>二零一八年</u>	<u>二零一九年</u>	<u>總計</u>
將被鑽探的礦井 總數	<u>3</u>	<u>2</u>	<u>8</u>	<u>13</u>
鑽探、完成及連 接成本	18.0百萬加元	12.0百萬加元	59.2百萬加元	89.2百萬加元
土地收購及地質 以及地球物理 評估	<u>1.5百萬加元</u>	<u>—</u>	<u>2.0百萬加元</u>	<u>3.5百萬加元</u>
總資本開支	<u>19.5百萬加元</u>	<u>12.0百萬加元</u>	<u>61.2百萬加元</u>	<u>92.7百萬加元</u>

附註：

- (1) 上述鑽探完井及連接成本乃根據GLJ所採用各個井的成本計算所得。有關更多資料，請參閱本文件附錄四合資格人士報告之第145頁。
- (2) 未來發展的總資本開支估計92.7百萬加元乃由本公司向GLJ提供。作出預期資本開支預測的主要因素乃基於第三方的報價，其中包括鑽機成本、導向鑽探成本、淤泥成本、水泥成本及並未獲提供賣方報價的選擇性壓裂成本。根據支持性的賣方成本估計及GLJ的非機密檔案，GLJ認為此等估計屬合理，其中包括第三方程式Geo Scout、AccuMap及geoLogic之公開數據。此等程式提供鑽探時間、砂噸、壓裂階段數量，以及不時提供鑽探及完成礦井之成本等資料。

概 要

我們擬使用[編纂][編纂]淨額(假設[編纂]為每股股份[編纂]港元，即估計[編纂]範圍的中位數)之約[編纂]%(即金額為[編纂]加元)及我們現有的營運資金為於二零一七年3個井口的開發撥支預期資本開支約[編纂]加元。我們預期以以下資金來源融資資本開支約[編纂]加元以於二零一八年及二零一九年分別開發2口及8口礦井：

- (i) [編纂][編纂]約[編纂]%，即約[編纂]加元(假設[編纂]為每股股份[編纂]港元，即估計[編纂]範圍的中位數)。
- (ii) 產生自我們經營活動之淨現金流入約56.3百萬加元。
- (iii) 新銀行貸款將約為8.0百萬加元。

經營成本

本公司於往績記錄期間及有關我們的三年發展計劃之歷史及預測現金經營成本之明細載列如下：

天然氣、天然氣凝液及凝析油

	實際				預測			
	二零一三年 千加元	二零一四年 千加元	二零一五年 千加元	二零一六年 第一至 第三季度 千加元	二零一六年 第四季度 千加元 (未經審核)	二零一七年 千加元	二零一八年 千加元	二零一九年 千加元
總經營成本	3,606	4,913	3,345	4,276	1,773	10,715	11,379	13,246

原油

	實際				預測			
	二零一三年 千加元	二零一四年 千加元	二零一五年 千加元	二零一六年 第一至 第三季度 千加元	二零一六年 第四季度 千加元 (未經審核)	二零一七年 千加元	二零一八年 千加元	二零一九年 千加元
總經營成本	1,450	643	291	192	89	360	271	205

有關天然氣售價及銷售量之收支平衡分析

銷售天然氣乃主要業務分部，並佔我們的大部分收益、皇家礦產稅及經營成本。下表載列本公司於往績紀錄期間以及按我們的三年發展計劃於二零一七年至二零一九年預測期間有關本公司淨溢利之天然氣平均售價及銷售量之收支平衡分析說明。

概 要

僅作說明之售價收支平衡及銷售量收支平衡

年份	實際或預測	資源類別	數量 (千立方英尺)	實際或預測平均售價 (加元/千立方英尺)	收支平衡售價 (加元/千立方英尺)	收支平衡銷量 (千立方英尺)	收支平衡銷量佔總天然氣產量之百分比	
截至十二月三十一日止年度	二零一三年	實際	4,202,855	3.62	3.77	4,383,411	104.3%	
	二零一四年	實際	5,697,904	4.70	4.18	5,059,633	88.8%	
	二零一五年	實際	3,788,831	3.61	4.27	4,476,859	118.2%	
	二零一六年 (附註2)	實際	2P	7,388,374	2.70	3.03	8,284,372	112.1%
	二零一七年	預測	2P	12,875,375	3.17 (附註1)	2.10	8,538,264	66.3%
	二零一八年	預測	2P	13,674,360	3.19 (附註1)	2.01	8,628,254	63.1%
	二零一九年	預測	2P加最佳估計 風險前潛在	16,249,800	3.46 (附註1)	2.01	9,454,266	58.2%

附註：

1. 按照GLJ報告。有關詳情請參閱本文件附錄四第IV-79頁。
2. 按照二零一六年一月至九月的經審核數字及二零一六年十月至十二月的未經審核數字。

有關上述收支平衡分析的更多資料，請參閱本文件第162.1至162.3頁「業務一三年發展計劃」一節。

下表載列我們的三年發展計劃的主要資料，連同本文件業務章節及附錄四「合資格人士報告」的參考頁次。

主要資料	業務章節參考頁次	附錄四參考頁次
鑽探數目及位置	第157頁	IV-145
商業生產的鑽探、完井及連接的時間表 以及各鑽探位置及開發狀況	第157.1至158.2頁	IV-145
按數量計的生產預測	第158.3至158.4頁	IV-158至IV-159；IV-138 至IV-143；及IV-249
平均付款期	第158.4頁	—
平均2P儲量/資源年期	第158.4頁	IV-133；IV-134及IV-137
資本開支金額	第158.5至158.6頁	IV-145
生產及經營成本	第160至161.2頁	IV-156及IV-254
天然氣處理能力、運輸支援及資源	第162.2至162.6頁	—

概 要

合資格人士報告

GLJ已完成本公司若干油氣礦產的獨立儲量和資源評估及評核(合資格人士報告)，生效日期為二零一六年九月三十日。此評核乃按照《石油資源管理制度》所載的資源和儲量釋義、標準和程序編製。

在評核過程中，GLJ已審查本公司擁有探索蘊含GLJ已確認儲量、潛在資源量及遠景可採資源量的地區之石油及天然氣的礦產權，亦分別對我們現有的開採礦產Basing及Dawson進行實地考察。此評估乃根據合資格人士報告中產品價格和市場預測一節概述GLJ的二零一六年十月一日價格預測進行。天然氣價格的調整及敏感度分析已納入所有於合資格人士報告生效日期前與Macquarie Energy所簽訂的實體銷售協議。

在編製合資格人士報告時，GLJ採用於其生效日期時的皇家礦產稅法規。本公司的淨現值及本公司於Basing、Dawson、Dawson(遠景)及Kaydee-Voyager(遠景)最重要礦產的詳盡礦產報告載於該報告各章節。Columbia、Stolberg、Cadotte及Hanlan-Peco地區亦已作審查，惟於編製該報告時並無獲分配任何儲量或資源。

有關本公司之三年發展計劃，有關Alberta Foothills的Basing核心區域的三年發展計劃的時間表、產量提升和假設亦已由GLJ審閱，而GLJ乃根據其行業經驗發表有關此等計劃的可信性和有效性的意見。

有關我們的三年發展計劃所用的假設以及對我們的天然氣以及石油儲量及資源的評估及評核，請參閱本文件附錄四合資格人士報告。

我們的客戶、供應商及承包商

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度以及截至二零一六年九月三十日止九個月，我們的五大客戶所貢獻的收益分別約為23.5百萬加元、32.4百萬加元、16.0百萬加元及14.9百萬加元，分別佔我們的總收益約99.9%、100%、99.2%及98.4%。所有五大客戶均為油氣買賣公司或涉及油氣買賣。截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度以及截至二零一六年九月三十日止九個月，我們的最大客戶所貢獻的收益分別約為14.5百萬加元、26.7百萬加元、11.6百萬加元及8.6百萬加元，佔我們的總收益約61.7%、82.5%、72.2%及56.9%。由於天然氣、原油、天然氣凝液及凝析油均為可互相替代產品，且市場完善而買家眾多，倘任何我們的五大客戶終止其與我們的業務關係，我們認為我們將

概 要

能及時識別其他客戶，並按商業合理條款與其訂立買賣協議，而不會對我們的業務營運造成重大影響。

自二零一五年起，我們與Macquarie Energy訂立天然氣遠期銷售協議，以從天然氣價格下滑得到保障。各銷售協議均就若干時期的固定每日產量設立固定售價。截至二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年九月三十日止九個月，根據與Macquarie Energy訂立的銷售安排，銷售量分別為每日9,260千兆焦耳及每日11,659千兆焦耳，而根據與Macquarie Energy訂立的銷售安排，銷售價值分別達11.6百萬加元及8.6百萬加元，分別佔我們總收益的約72.2%及56.8%。有關詳情，參閱本文件「業務—銷售及營銷—客戶—天然氣銷售安排」一節。

於往績記錄期間，我們已委聘多名獨立第三方供應商及承包商，其主要包括鑽探及完井諮詢、地震數據、地質及地球物理諮詢、工程及設計、監管及環境諮詢、檢查及維護、壓力容器、誠信管理、包裝設備及設施營運供應之供應商及承包商。截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年九月三十日止九個月，我們已分別委聘合共210名、194名、105名及77名承包商。截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度以及截至二零一六年九月三十日止九個月，來自五大供應商的採購總額分別約為6.1百萬加元、6.8百萬加元、4.1百萬加元及3.7百萬加元，分別佔我們的採購總額約40.0%、33.7%、56.1%及49.6%。來自最大供應商的採購額分別佔我們於同期的採購總額約11.4%、9.7%、28.2%及25.5%。有關我們的客戶、供應商及承包商的更多資料，請參閱本文件「業務—銷售及營銷—客戶」及「業務—我們的供應商及承包商」各節。

過往融資

我們已訂立麥格理銀行信貸協議，據此，麥格理銀行授出循環融資，最高總額為以下兩者中較少者：100,000,000加元及當時根據麥格理銀行信貸協議的有效借款基礎（由麥格理銀行按其對本公司的碳氫化合物儲量的借貸價值評估而釐定），以及定期信貸融資90,000,000加元，為本公司有關天然氣及石油礦物權益的鑽探及開發計劃提供資金，各個案的承諾金額載列於本文件內。根據麥格理銀行信貸協議所授出的信貸融資乃以（其中包括）本公司進一步訂立以麥格理銀行為受益人的若干我們的油氣牌照之固定抵押及有限追溯權擔保作抵押，以及由其中一名控股股東Aspen就

概 要

其所持的股份提供質押，其將於[編纂]前解除。有關本公司融資的更多資料，請參閱本文件「業務—有關油氣牌照及礦權的產權負擔」及「財務資料—債務—銀行貸款」各節。

過往財務資料之概要

以下為自本公司財務報表所摘錄根據國際財務報告準則編製及呈列並載列於本文件附錄一會計師報告的於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年九月三十日以及截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月的財務資料概要。

財務資料概要應與載於會計師報告之財務資料(包括其附註)一併閱讀，其全文載於本文件附錄一。

有關我們於往績記錄期間的財務資料詳情，請參閱本文件「財務資料」一節。

經挑選損益及其他全面收益表項目

	截至十二月三十一日止年度			截至九月三十日止 九個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
收益	23,497	32,424	16,080	12,320	15,151
經營成本	(5,056)	(5,556)	(3,636)	(2,752)	(4,468)
經營溢利／(虧損)	1,935	6,535	790	(336)	(1,256)
年內／期內(虧損)／溢利	(654)	3,002	(2,485)	(2,784)	(3,642)

我們的收益由截至二零一三年十二月三十一日止年度的約23.5百萬加元增加至截至二零一四年十二月三十一日止年度的32.4百萬加元，乃主要由於天然氣的平均售價增加及隨著兩口新氣井於二零一三年十一月及二零一四年九月投產後產量增加而導致自銷售天然氣的收益增加所致。然而，我們截至二零一五年十二月三十一日止年度的收益下跌至16.1百萬加元，乃由於天然氣及原油的平均售價下跌及隨著關閉我們的井口及井口產量減少後產量下降而導致天然氣及原油銷售下跌。我們的收益由截至二零一五年九月三十日止九個月的約12.3百萬加元增加至截至二零一六年九月三十日止九個月的約15.2百萬加元，乃主要由於我們的天然氣及原油產量增加導致天然氣及原油銷售增加所致。

概 要

由於上述收益變動，我們於截至二零一三年十二月三十一日止年度錄得0.7百萬加元淨虧損，但於截至二零一四年十二月三十一日止年度錄得3.0百萬加元淨溢利，以及於截至二零一五年十二月三十一日止年度錄得2.5百萬加元淨虧損及於截至二零一六年九月三十日止九個月錄得3.6百萬加元淨虧損。

經挑選財務狀況表項目

	於十二月三十一日			於九月三十日
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元
非流動資產	89,283	94,864	91,377	85,080
流動資產	3,314	10,214	9,170	7,999
流動負債	117,193	5,700	2,247	2,727
淨流動(負債)/資產	(113,879)	4,514	6,923	5,272

現金流量表概要

	截至十二月三十一日止年度			截至九月三十日止 九個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
				(未經審核)	
經營活動所得現金淨額	8,692	14,919	5,363	4,282	3,885
投資活動(所用)/ 所得現金淨額	(8,980)	(18,208)	(5,374)	(4,808)	245
融資活動所得/(所用) 現金淨額	288	8,264	449	(1,565)	(6,328)
現金及現金等價物淨 增加/(減少)	—	4,975	438	(2,091)	(2,198)
於年/期初之現金 及現金等價物	—	—	4,975	4,975	5,413
於年/期末之現金 及現金等價物	—	4,975	5,413	2,884	3,215

概 要

主要財務比率

下表顯示於往績記錄期間的主要財務比率：

	於十二月三十一日			於九月三十日
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
流動比率 ⁽¹⁾	0.03倍	1.79倍	4.08倍	2.93倍
速動比率 ⁽²⁾	0.03倍	1.79倍	4.08倍	2.93倍
資產回報 ⁽³⁾	-0.7%	2.9%	-2.5%	-3.9%
權益回報 ⁽⁴⁾	2.5%	5.8%	-4.8%	-7.3%
資產負債比率 ⁽⁵⁾	-427.1%	90.9%	87.9%	78.8%

(1) 流動資產除以流動負債

(2) 流動資產減存貨，除以流動負債

(3) 年度／期間(虧損)／溢利及全面收益總額除以總資產乘以100%

(4) 本公司擁有人應佔年度／期間(虧損)／溢利及全面收益總額除以總權益乘以100%

(5) 總債務(指銀行債務、銀行貸款、股東貸款及其他債務)除以總權益乘以100%

資產負債比率改善乃由於在截至二零一四年十二月三十一日止年度以發行B類及C類無投票權普通股的方式資本化股東貸款及僱員貸款所致。於二零一五年十二月三十一日及二零一六年九月三十日的資產負債比率輕微下降乃由於發行新股份之所得款項(其增加總權益)及償還銀行貸款(其減少總債務)所致。

有關詳情，請參閱本文件「財務資料—主要財務比率」一節。

資本開支

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度的資本開支分別約為11.0百萬加元、15.7百萬加元及4.1百萬加元，而截至二零一六年九月三十日止九個月則為1.1百萬加元。資本開支包括於新井位、設施及設備、購買土地以及本公司正待測定證實或概算儲量的勘探項目的未估值鑽探及竣工成本的開支。

有關資本開支的更多資料，請參閱「財務資料—流動現金及資本資源」一節。

概 要

股息

本公司於往績記錄期間概無宣派或派付任何股息。我們並無固定的派息比率。有關我們釐定日後股息的更多資料，請參閱本文件「財務資料—股息」一節。

控股股東

於緊隨[編纂]完成後（不計及[編纂]獲行使後將予分配及發行之任何股份），164 Co、吉林弘原、伯先生、景先生、麗源、Aspen及侯女士（即包先生之配偶）將成為我們的一群一致行動控股股東並將共同持有本公司已發行股份總數約[編纂]%。有關我們控股股東之股權權益詳情，請參閱本文件「主要股東」一節。

[編纂]開支

法律、專業及其他費用連同證監會交易徵費及聯交所交易費均就[編纂]產生。基於載列於本文件的指示性價格範圍中位數，我們所承擔的[編纂]費用總額約達[編纂]加元，預期當中約[編纂]加元將於二零一七年[編纂]後資本化。其餘金額包括約[編纂]加元，其中約[編纂]加元已於二零一五年的損益中扣除、約[編纂]加元則已於截至二零一六年九月三十日止九個月的損益中扣除，而[編纂]加元估計及[編纂]加元將分別於截至二零一六年十二月三十一日止三個月及截至二零一七年十二月三十一日止年度的損益中扣除。

截至二零一六年十二月三十一日止年度的虧損估計

我們的董事估計，基於本文件附錄三所載及在並無不能預見的情況下，截至二零一六年十二月三十一日止年度本公司擁有人應佔估計虧損如下：

本公司擁有人應佔估計虧損 不多於2.5百萬加元

本公司未經審核備考經每股估計虧損 不多於[編纂]加元

附註：有關基準及計算方法，請參閱本文件「財務資料—截至二零一六年十二月三十一日止年度的虧損估計」一節。

概 要

[編纂]的統計數字⁽¹⁾

[編纂]數目：	[編纂]股股份(受限於[編纂])	
[編纂]：	最多合共[編纂]股額外[編纂](為初始[編纂]數目之[編纂])	
[編纂]架構：	[編纂]：	[編纂]股股份，為[編纂]之[編纂] (受限於[編纂])
	[編纂]：	[編纂]股股份，為[編纂]之[編纂] (受限於[編纂])
[編纂]格範圍：	每股[編纂][編纂]港元至[編纂]港元	
每手買賣單位：	[編纂]股股份	

	根據最低指示性[編纂] [編纂]港元計算	根據最高指示性[編纂] [編纂]港元計算
市值： (假設並無行使[編纂])	[編纂]港元	[編纂]港元
未經審核備考經調整每股 有形資產淨值： ⁽²⁾	[編纂]港元	[編纂]港元

附註：

1. 該等統計數字按每[編纂][編纂]港元的[編纂](即指示性[編纂]範圍的中位數)計算，並不計及因[編纂]獲行使而可予發行的任何股份。
2. 有關假設及計算方法，請參閱本文件附錄二所載的未經審核備考財務資料。

概 要

未來計劃及[編纂]

我們估計，假設[編纂]為每股股份[編纂]港元(即估計[編纂]範圍的中位數)，經扣除我們就[編纂]應付的[編纂]費用及佣金以及估計開支後，我們將自[編纂]收取[編纂]淨額約[編纂]港元。

我們擬運用來自[編纂]的[編纂]淨額作下列用途：

- 約[編纂]%的[編纂]淨額(假設[編纂]為每股股份[編纂]港元，即指示性[編纂]範圍的中位數，約[編纂]港元)將用作開發我們的Alberta Foothills天然氣資產如下：
 - 於二零一七年於Basing鑽探3個天然氣井約[編纂]%；
 - 於二零一八年及二零一九年於Basing鑽探10個天然氣井 . .約[編纂]%；
- 約[編纂]%的[編纂]淨額(假設[編纂]為每股股份[編纂]港元，即指示性[編纂]範圍的中位數，約[編纂]港元)將用作營運資金及一般企業用途。

倘[編纂][編纂]淨額並非即時用作上述用途，則該等款項將會存作短期活期存款及／或貨幣市場工具。有關詳情，請參閱本文件「未來計劃及[編纂]」一節。

風險因素

投資[編纂]涉及風險。該等風險可分為以下類別：(i)與我們業務有關的風險；(ii)與阿爾伯塔油氣行業有關的風險；(iii)有關阿爾伯塔及加拿大的風險；及(iv)與[編纂]有關的風險。若干主要風險包括：

- 我們的勘探、開發及營運涉及不確定因素及風險，包括油氣行業的該等內在不确定因素及風險，因此，我們的三年發展計劃及預期盈利能力水平可能不會實現；
- 我們可能面臨有關我們向Macquarie Energy承諾的每日天然氣生產銷售安排的風險，包括商品定價波動；
- 我們的項目可能延誤或可能超出預算或實現商業可行性或預期的經濟效果；

概 要

- 本文件所呈列的儲量及資源數據、數量及現值計算均僅為估計，而實際結果可能有所不同；及
- 我們將需大額資本投資以實現我們的增長策略，包括勘探及開發井位及維持營運。我們可能無法以有利於我們的條款集資，或根本無法集資，此可能增加我們的融資成本、攤薄閣下的擁有人權益、對我們的業務營運造成影響或迫使我們推遲或放棄我們的增長策略。

有關該等風險因素及有關投資我們股份的其他風險因素的更多資料，請參閱本文件「風險因素」一節。

近期發展

阿爾伯塔政府於二零一六年四月落實新皇家礦產稅框架。自二零一七年一月起，原油、天然氣凝液及天然氣生產將按照5%的統一皇家礦產稅稅率納稅，直至來自一個礦井的累計收益相等於鑽探及完井成本(基於平均行業鑽探及完井成本)為止。於收支平衡後，皇家礦產稅將對能源價格敏感及反映礦井年期內的預期回報。就於二零一七年前鑽探的礦井而言，現行皇家礦產稅將一直生效至二零二六年。有關新皇家礦產稅架構及皇家礦產稅審閱報告的進一步資料，請參閱本文件「法律及法規—有關加拿大油氣行業之法律及法規—皇家礦產稅及激勵」一節。

就油氣牌照及礦權而言，3個於Cadotte覆蓋約48,640淨英畝土地(並無獲GLJ分配儲量或資源量)的油氣牌照已於二零一六年七月期滿。1個於Dawson覆蓋約640淨英畝土地(並於二零一六年九月三十日獲GLJ分配4個遠景鑽探地點最佳估計風險前總遠景資源599千桶石油)的礦權已於二零一六年十一月屆滿。由於我們認為上述礦權並無進一步遠景價值，故本公司因上述礦權於截至二零一六年九月三十日止九個月到期而直接撤銷勘探及評估資產100,000加元。因此，該等礦權到期對本公司並無進一步財務影響。

自二零一六年七月一日起，我們與Macquarie Energy訂立有關我們於不同時期的每日生產量的進一步遠期銷售協議。於二零一六年十二月三十一日，我們現有的安排為向Macquarie Energy於二零一六年第四季、二零一七年及二零一八年分別交付我們的實際天然氣生產/天然氣生產預測(按2P)的45.4%、38.2%及19.7%。截至二零一六年十二月三十一日止三個月以及截至二零一七年及二零一八年十二月三十一日止年度所產生之收益分別達3.2百萬加元、15.6百萬加元及8.1百萬加元。

除以上所述者外，董事已確認，自二零一六年九月三十日(即本公司編製最新經審核財務報表之日)以來及直至本文件日期(包括截至二零一六年十二月三十一日

概 要

止三個月)，我們的財務、營運及貿易狀況或前景或加拿大或我們營運所在的行業的整體監管、經濟及市場狀況概無重大不利變動，而對我們的業務、營運業績或財務狀況造成重大不利影響。

已授豁免

我們已向聯交所申請[及聯交所已向我們授出]豁免嚴格遵守上市規則的多項豁免。

由於於整段往績記錄期間，我們就大量我們已收購及累積的初級資產而言仍然處於生產前、勘探及／或發展階段，而我們僅在我們的土地淨英畝數的2.9%小規模及有限度從事生產營運，因此我們未能符合上市規則第8.05(1)條之盈利測試。由於我們相信執行董事及高級管理層共同擁有與我們正尋求的勘探及／或抽取活動相關的足夠專門經驗，且我們認為我們能以三年發展計劃展示邁向商業生產的清晰路徑，我們已向聯交所申請[而聯交所已向我們授出]豁免，根據上市規則第18.04條獲豁免嚴格遵守上市規則第8.05條項下的溢利或其他財務標準規定。

有關已授豁免的更多資料，請參閱本文件「豁免遵守上市規則及豁免遵守公司（清盤及雜項條文）條例」一節。

主要加拿大法律及監管事宜

本公司於二零零五年三月十一日根據阿爾伯塔公司法於加拿大阿爾伯塔註冊成立，而我們的全部業務營運均於阿爾伯塔進行。我們根據商業考慮決定於香港而非加拿大申請[編纂]，而此決定在很大程度上乃根據我們與香港／中國投資界的關係及預期香港／中國投資界對投資於我們股份的意欲而作出。

我們須遵守阿爾伯塔公司法以及阿爾伯塔及加拿大的其他適用法律及法規。香港的法律及監管制度於若干重大方面有別於阿爾伯塔及加拿大的法律及監管制度。若干加拿大法律及監管條文可能對閣下作為股東的權利及責任構成重大影響。有關進一步資料，請參閱本文件「主要加拿大法律及監管事宜」、「法律及法規」及「附錄五—本公司細則及附例以及阿爾伯塔公司法概要」各節。